

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

Е.В. Безверхая
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.А.Смирнов
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

подпись, дата

Е.В. Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

О.В. Помолотова
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студенту Смирнову Виталию Александровичу

Группа ЗНБ11-04. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Совершенствование системы сбора и подготовки скважинной продукции Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Системы сбора и подготовки скважинной продукции;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Безверхая Е.В.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Смирнов В.А.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Совершенствование системы сбора и подготовки скважинной продукции Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)» содержит 73 страницы текстового документа, 13 рисунков, 17 таблиц, 27 использованных источников.

СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ, ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБУСТРОЙСТВО, СЕПАРАТОР, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, МНОГОФАЗНЫЙ РАСХОДОМЕР, ТЕПЛООБМЕННИК, ТРУБОПРОВОД.

Объектом исследования является проект поверхностного обустройства Юрубчено-Тохомского месторождения и системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Целью работы является выбор оптимизация и модернизация поверхностного обустройства месторождения с целью ускорения окупаемости проекта . В дипломной работе предлагается использование технологии опытно-промышленной эксплуатации на основе блочно-модульных добычных комплексов для раннего запуска отдельных участков месторождения в добычу.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Геология месторождения	5
1.1 Общие сведения о месторождении	5
1.2 Стратиграфия.....	7
1.3 Тектоника.....	9
1.4 Нефтегазоносность	12
1.5 Коллекторские свойства пластов	15
1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов...	17
1.7 Физико-химические свойства нефти и газа.....	18
2. Технологическая часть	23
2.1 Текущее состояние разработки месторождения	23
2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт.....	27
3. Системы сбора и подготовки скважинной продукции.	32
2.1 Процессы подготовки нефти.....	33
2.2 Концепция обустройства Юрубчено-Тохомского месторождения	39
2.3 Системы поддержки пластового давления.....	46
2.4 Транспортировка нефти	49
2.5 Опытно-промышленная эксплуатация на основе блочных мобильных добычных комплексов	51
4. Безопасность и экологичность	56
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	56
Заключение	69
Обозначения и наименования	70
Список использованных источников	71

ВВЕДЕНИЕ

Ввод новых месторождений в промышленную разработку – это сложный комплексный процесс, который требует от нефтяных компаний применения современных технологий, привлечения высокоспециализированных интеллектуальных ресурсов и наличия достоверной детальной геолого-промысловой основы, а значит и выработки новых подходов.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (ЮТНГКМ) находится в самом начале промышленного освоения. Поэтому контроль за его разработкой и постоянная оптимизация технологических режимов работы скважин являются крайне важной задачей для успешной реализации проекта.

Для решения данных задач необходимо проводить освоение и исследование каждой скважины после ее выхода из бурения. К сожалению данная задача не всегда решается из-за неготовности поверхностного обустройства и систем сбора и подготовки нефти.

Дополнительной задачей является стремление добывающих компаний ускорить начало отгрузки нефти конечному потребителю для снижения сроков окупаемости проекта, что также не всегда возможно вследствие вышеописанных причин.

Дипломная работа посвящена реализации концепции ускорения ввода месторождения в добычу с использованием блочно-модульных добычных комплексов.

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены. [1, 2]

Юрубченский блок (лицензионный участок) представляет собой западную часть Юрубчено-Тохомской зоны и находится в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья – между реками Ангара и Подкаменная Тунгуска, административно в пределах Байкитского района Эвенкийского муниципального района Российской Федерации (Красноярский Край).

Юрубченский блок имеет следующие географические границы (координаты угловых точек), которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географические границы ЮТМ

Угловая точка	Координаты угловой точки
1	60° 42' СШ*, 95 30' ВД**
2	60° 42' СШ, 97° 21' ВД
3	59° 58' СШ, 97° 21' ВД
4	60° 6' СШ, 95° 30' ВД
* – Северная Широта (СШ).	
** – Восточная долгота (ВД).	

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байкит. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Байкит и Куюмба.

Основной транспортной артерией является река Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для

малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба – 1551 км.

Доставка грузов в зимнее время с декабря по апрель осуществляется по зимним автотракторным дорогам, а также от поселка Богучаны, расположенном в 300 км к югу от месторождения (куда грузы могут доставляться: летом водным транспортом, по р. Ангаре, круглогодично – по железной дороге, до станции Карабула, в остальное время – вертолетами). Аэродром в Байките позволяет принимать самолеты Як-40, Ан-24, зимой – Ил-76.

На Рисунке 1.1 проиллюстрировано географическое расположение ЮТМ.

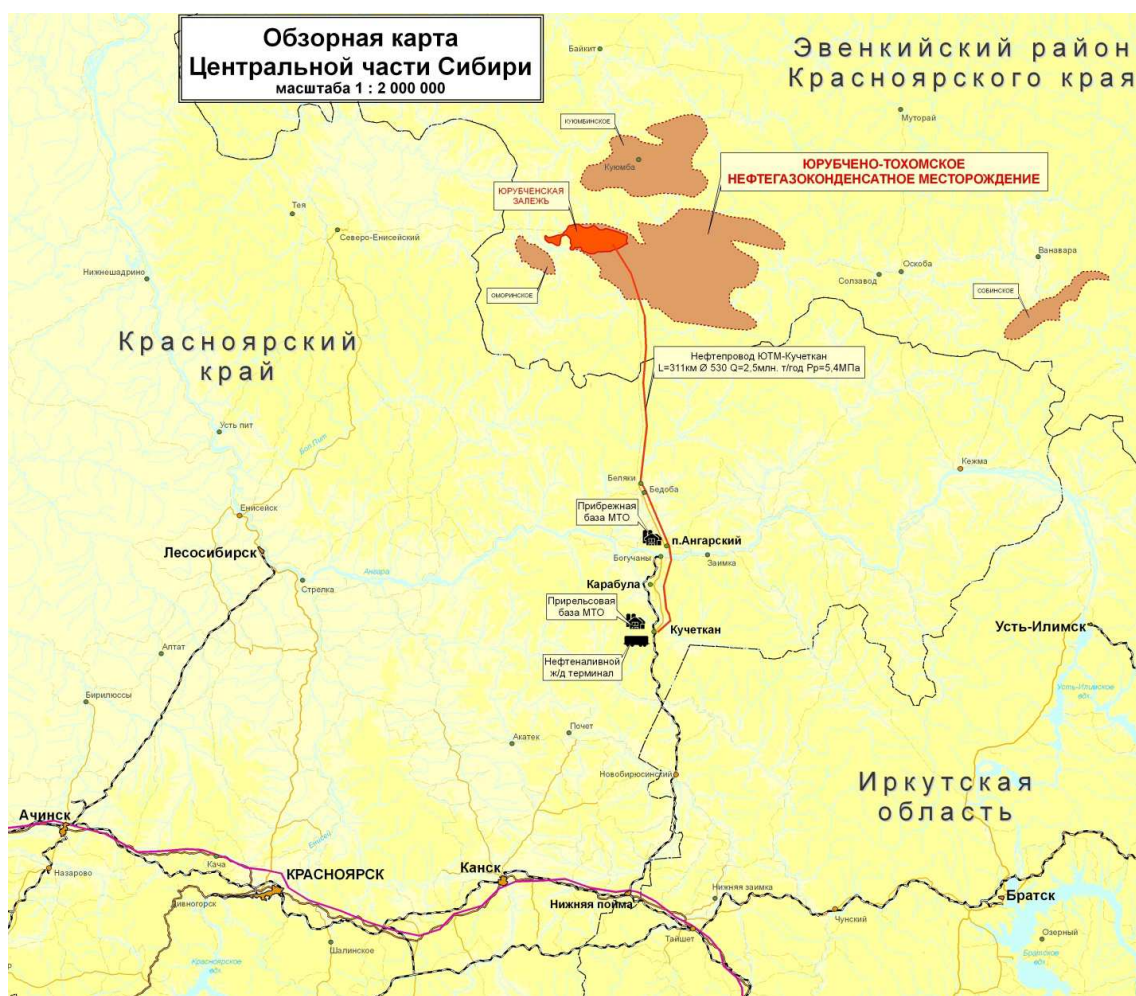


Рисунок 1.1 – Географическое положение Юрубчено-Тохомского месторождения

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м. К настоящему времени, в пределах ЮТЗ пробурено 94 скважины, в том числе 9 параметрических, 43 поисковых и 42 разведочных (в 57 скважинах получены промышленные притоки нефти).

В 2007 году Томским научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа («ТомскНИПИнефть») подготовлена и направлена на экспертизу «Технологическая схема разработки Юрубченского участка Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах запасов категории С1».

1.2 Стратиграфия

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейкской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и средне-протерозойским – рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование. В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранне-протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами. Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ была затем размыта в течение нескольких сотен миллионов лет.

Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого

сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой.

Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах. Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская	R3irm
	Токурская	R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская	R2vng
	Рассолкинская	R2rsl
	Юктенская	R2yuk
	Копчерская	R2kop
	Куюмбинская	R2kmb
	Долгоктинская	R2dlg
	Юрубченская	R2yur
	Мадринская	R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия. [3]

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием, и в разных частях блока скважины вскрывают разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

1.3 Тектоника

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;

- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;
- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мега-свода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиянтеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиянтеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вздрешевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105х85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвденскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазаливу – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе –3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м.

[4]

1.4 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII1, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII1 приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м³/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м³/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта P1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м³/сут) и Юр-72 (39,3 м³/сут и 78 м³/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине

– Вдр-6 (118 тыс.м³/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт Р1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт Р1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км² (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км² (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км² (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км² (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км² (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м³/сут) дебиты нефти из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4.

Максимально высокие (более 100 тыс.м³/сут) дебиты газа из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 1.3 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 1.3 – Краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	725 680
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазоносности в пределах Юрубченского участка	Притоки нефти и газа в большой группе скважин

В таблице 1.4 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 1.4 – Характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значения
Эффективная	Среднее значение Интервал изменения	м	119,9 4,6-347,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение Интервал изменения		41,9 12,4-49,6
Газонасыщенная	Среднее значение Интервал изменения		43,3 0,6-78
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение Интервал изменения		61,4 5,4-250,0

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом)

блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

1.5 Коллекторские свойства пластов

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований кернового материала были определены проницаемость и блоковая пористость (пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности.

По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослои алевролитов и песчаников. Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая (микротрещины, микропоры и микрокаверны). Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов. Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см и более, вертикальные – в 3-5 см.

Установлено, что общая пористость ($K_{поб}$), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую ($K_{пбл}$).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД.

В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед.

Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости. Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность.

Трещины открытые: частично и полностью залеченные вторичным доломитом, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и субгоризонтальных (0-30°) макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5x5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

- региональным флюидоупором для вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.
- глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций [16]. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 1.5 представлены характеристики основных параметров горизонта Р1-2Д.

Таблица 1.5 – Характеристика основных параметров горизонта Р1-2Д

Параметры	Единица измерения	Пустотность	Горизонт Р1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км ²		726	
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м		41,9	14,5-49,0
Коэффициент пустотности	д.ед.	межблоковая	0,011	0,004-0,018
		блоковая	0,013	0,006-0,017
Коэффициент проницаемости	мД		309,6	1,4-3653
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,510	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,50	0,444-0,508

В таблице 1.6 представлены характеристики коллекторских свойств Р1-2Д.

Таблица 1.6 – Характеристика основных коллекторских свойств Р1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости, %	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (керна)	Блоковая пустотность по пласту Р1-2Д Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал изменения	53/3677 0,97 0,35-3,5	41/1724 1,5 0,01-62,2	2/9 0,7 0,49-0,85
Геофизический	Общая пустотность по пласту Р1-2Д Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал изменения	44/158 2,2 0,9-5,4	-	-
Геофизический	Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал изменения	-	39/87 309,6 0,19-3653,4	-

1.7 Физико-химические свойства нефти и газа

Для расчета средних значений физико-химических характеристик по Юрубченской залежи учитывались данные второй зоны, в которую попадает 87% от всех исследованных проб нефтей залежи пласта Р1-2Д.

Усредненные значения по свойствам разгазированных нефтей Юрубченской залежи без учета отбракованных данных представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Юрубченской залежи пласта Р1-2Д

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность	кг/м ³	25	59	810,4 – 835,0	823,0
Вязкость, – при t=20°C – при t=50°C	мм ² /с	25 24	59 58	6,08 – 13,80 3,13 – 5,85	9,47 4,59
Температура застывания	°C	21	44	(-58,0) – (-17,0)	-38,5
Массовое содержание: – серы – смол сил. – асфальт. – парафин	%	25 23 25 23	56 54 55 50	0,09 – 0,38 2,43 – 8,36 0,04 – 1,32 0,11 – 3,92	0,22 4,51 0,17 2,03
Объемный выход фракций: Начало конденсации (НК) до 100 °C до 150 °C до 200 °C до 250 °C до 300 °C	%	25 4 25 25 25 25	59 8 56 59 53 58	44,0 – 93,0 2,0 – 6,0 6,0 – 21,0 16,5 – 32,5 31,0 – 42,5 43,5 – 58,0	65,0 4,0 14,0 25,0 35,5 48,0

Разгазированная нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики – плотность 810,0-835,0 кг/м³, в среднем 823,0 кг/м³, динамическая вязкость – 6,08-13,80 мПа·с, в среднем 9,47мПа*с. Нефть малосернистая (0,09-0,38%, в среднем 0,22%), малосмолистая и смолистая (2,43-8,36%, в среднем 4,51%), малопарафиновая и парафиновая (0,11-3,92%) в среднем 2,03%. Содержание фракций, выкипающих до 200°C составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300°C – от 43,5 до 58%, в среднем 48%. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5)°C, температура начала кипения – 65°C.

Усредненные значения газового фактора и физико-химических свойств пластовых флюидов, по результатам исследования глубинных проб, представлены в таблице 1.8.

Таблица 8 – Свойства пластовой нефти Юрубченской залежи (пласта Р1-2Д)

Наименование	Единица измерения	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение
		скважин	проб	min	max	
Давление насыщения	МПа	7	20	11,3	22,0	20,0
Газовый фактор при однократном разгазировании	м ³ /т	7	20	117,2	232,8	196,6
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании	м ³ /т	7	20	105,5	217,0	178,9
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	7	20	647,0	730,0	697,5
Плотность нефти после однократной сепарации	кг/м ³	7	20	814,0	832,0	824,1
Плотность нефти после ступенчатой сепарации	кг/м ³	3	11	813,3	820,1	816,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	7	18	0,89	2,56	1,42
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	д. ед.	7	20	1,270	1,490	1,414
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании	д. ед.	7	20	1,237	1,441	1,367
Плотность газа при однократном разгазировании,	кг/м ³	5	14	0,921	1,070	1,005
Плотность газа при ступенчатом разгазировании	кг/м ³	3	10	0,918	0,970	0,945
Пластовое давление	МПа	7	21	20,8	21,9	21,4
Пластовая температура	°С	7	21	26,0	29,0	26,8

Из таблицы видно, что пластовая нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор при однократной сепарации составляет 196,6 м³/т, при ступенчатой он несколько меньше и равен 178,9м³/т. Давление насыщения близко к пластовому и составляет 20,0 МПа.

Вязкость нефти в пластовых условиях – 1,42 мПа·с, плотность – 697,5 кг/м³.

Газовая часть Юрубченской залежи охарактеризована газоконденсатными исследованиями. В таблице 1.9 приведены свойства пластовой газоконденсатной смеси. Потенциальное содержание стабильного конденсата Юрубченской залежи на начало разработки составило 133,0 г/м³. Давление начала конденсации составляет 20,5МПа

Конденсат характеризуется низкой плотностью (0,721 г/см³), малым содержанием серы (массовое содержание до 0,10%), смолистых веществ (0,14%) и асфальтенов (0,005%) и очень низкой температурой застывания (ниже -50°С).

Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газовой шапки) отображены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газа, газовой шапки)

Параметры	Единица измерения	Значение
Пластовое давление	МПа	21,14
Пластовая температура	°С	26
Давление точки росы при пластовой температуре	МПа	20,50
Давление максимальной конденсации	МПа	3,1
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	133,0
Объемный коэффициент		0,359 10 ⁻²
Коэффициент сжимаемости		0,735
Плотность в пластовых условиях, г/куб.см	г/м ³	0,2502
Вязкость в пластовых условиях, мПа	мПа · с	0,028

Компонентный состав и свойства пластовой смеси на начало разработки, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Компонентный состав и свойства пластовой смеси (газа, газовой шапки), рифейская карбонатная толща (% мольн.)

Наименование	Значение
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,05
Азот + редкие	6,38
в т.ч. гелий	0,15
Метан	79,84
Этан	7,20
Пропан	2,32
Изобутан	0,44
Норм. бутан	0,81
Изопентан	0,29
Норм. пентан	0,30
Гексаны	0,97
Гептаны	0,37
Октаны	0,32
Остаток (C9+)	0,71
Молекулярная масса	21,64
Молекулярная масса остатка	148
Плотность остатка, г/см ³	0,7700
Температура кипения остатка, °K	437,3

Физико-химические свойства и состав пластовых вод рифейской карбонатной толщи Юрубченского блока охарактеризованы по данным исследования поверхностных и глубинных проб. Газонасыщенность воды, по результатам исследования проб составляет 0,3 м³/м³. Плотность воды в пластовых условиях – 1,160г/см³. Вязкость вод при пластовой температуре в зависимости от плотности изменяется от 1,86 до 1,92 мПа·с, объемный коэффициент составляет 0,995.

2. Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

На текущий момент производится обустройство первоочередного участка опытно-промышленной эксплуатации ЮТМ. Пробная эксплуатация осуществлялась с целью изучения изменения эксплуатационных характеристик при длительных отборах нефти. Изучались такие параметры, как изменение дебитов, забойных и устьевых давлений, обводненности продукции скважин, газового фактора.

Ранее работы проводились в сезонном режиме в связи с невозможностью утилизации нефти в период отсутствия зимних автодорог, на данный момент появилась возможность круглогодичного проведения работ благодаря завершению строительства автодороги Богучаны – ЮР-5.

Добыча нефти осуществляется фонтанным способом. Годовая добыча нефти 63 тыс. т. Средний дебит нефти 48,6 т/сут. Обводненность продукции равна 0%. Накопленная добыча безводной нефти на 01.02.2012 года составила 642 тыс. т. (0,6% от утвержденных извлекаемых запасов категории С1), что отражено на рисунке 2.1.

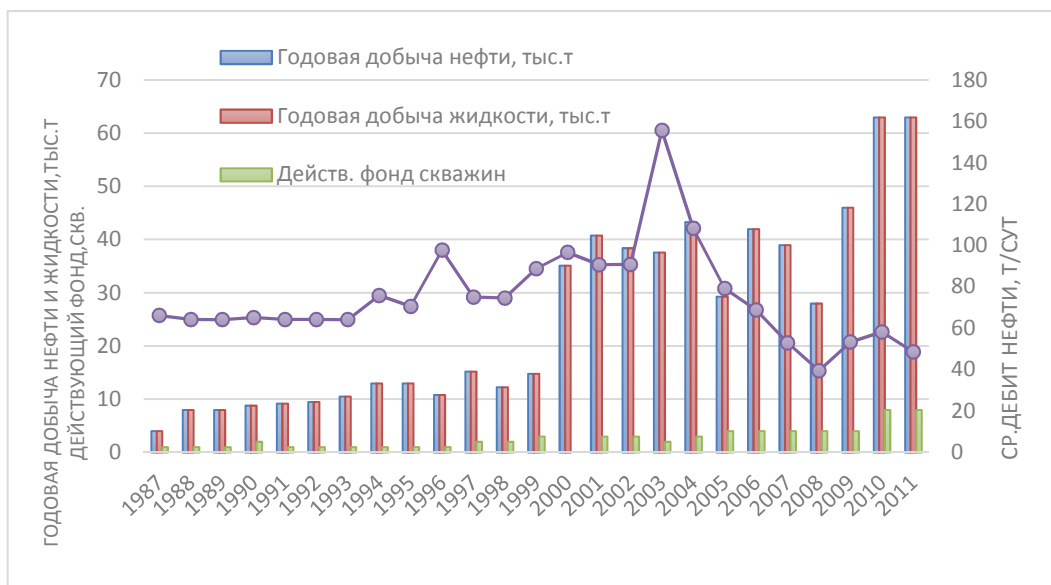


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

Фонд скважин на ЮТМ представлен следующим образом, как представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фонд скважин ЮТМ

Категория скважин	Количество скважин
Добывающие	8
Нагнетательные	0
В консервации	27
Пьезометрические	2
Водозаборные	2
В ликвидации	26

Из общего числа 27 скважин находятся в консервации, по причине отсутствия обустройства для ввода в эксплуатацию. В ликвидации находятся 26 скважин, из них 35% (16 скважин) ликвидированы по различным технологическим и техническим причинам. Основная причина ликвидации – это несоответствие конструкции скважин условиям эксплуатации.

Закачка агента в систему поддержания пластового давления (ППД) не ведётся, так как на данном этапе разработки проектным решением, система ППД не предусмотрена. Энергия газовой шапки и большие ежегодные перерывы в отборах нефти позволяют поддерживать текущее пластовое давление в зоне отбора на первоначальном уровне. Разработка Юрубченской залежи предусмотрена в режиме истощения залежи (без системы ППД). Попутно добываемая вода утилизируется путём закачки в пласт через водоутилизирующие скважины.

Подготовка воды осуществляется на установке подготовки воды (УПВ). Для обратной закачки попутно добываемой воды от блока кустовых насосных станций (БКНС) до водоутилизирующих скважин рекомендуется однострунная герметизированная система водоводов высокого давления с утолщённой стенкой.

В 2011 году пробурены и испытаны скважины: разведочные Юр-83, Юр-89 и эксплуатационные Юр-198, Юр-199, Юр-237, Юр-272.

Испытание эксплуатационных скважин проводилось в открытом стволе, в ходе испытания получено [5, 6]:

- скважина Юр-198 в интервале 2815-2847,37 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 7 мм. Получен приток нефти дебитом 82,3 м³/сут, дебит попутного газа на шайбе 14 мм составил 6,3 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;
- скважины Юр-199 интервал 2980-4004 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 340,1 м³/сут и попутный газ дебитом 44 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;
- скважины Юр-237 интервал 2851-3906 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 10 мм. Получен приток нефти дебитом 263 м³/сут и попутный газ дебитом 46,21 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;
- скважина Юр-272 в интервале 2619-3092 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 348 м³/сут, обводненность составляет 8,7% и попутный газ дебитом 38,4 тыс.м³/сут.

С начала разработки 64% добычи нефти приходилось на скважину Юр-5, добыча остальных скважин (Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-22, Юр-24, Юр-25, Юр-71, Юр-1046 и Юр-1061) составила – 36% от общего объема. По данным на 2015 год в круглогодичной эксплуатации находится 5 скважин: Юр-5, Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-71, Юр-25. Остальные эксплуатационные скважины на 01.01.2015 год находятся в бездействующем фонде. Количество добывающих скважин по годам изменялось в пределах от 1 до 7, что обуславливалось видом и необходимостью проводимых гидродинамических исследований. [7, 8]

На рисунке 2.2 показана гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

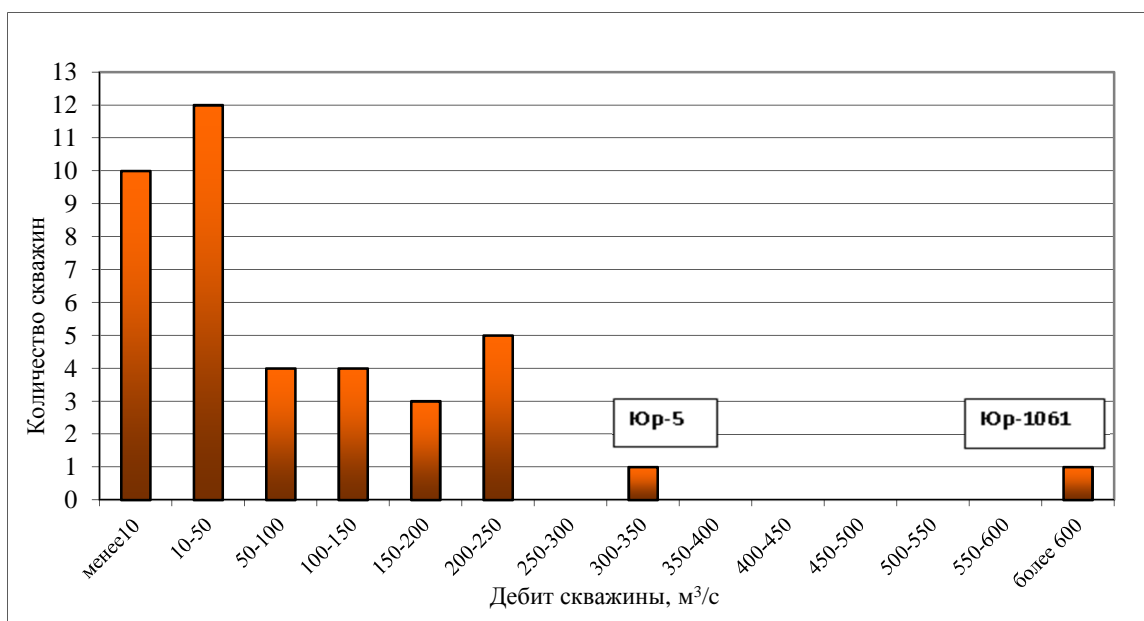


Рисунок 2.2 – Гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Из общего числа фонда добывающих скважин можно выделить две скважины: Юр-5 и Юр-1061, отличающиеся максимальными значениями дебита и коэффициента продуктивности для всей Юрубченской залежи. Можно судить, что причиной высокой продуктивности вышеупомянутых скважин является качество обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) и то, что они закончены открытым стволом.

По имеющимся данным результатов испытаний, можно сделать вывод, что заканчивание скважин открытым стволом способствует высокой продуктивности и рекомендуется как проектное решение при бурении новых скважин.

Испытания скважин после спуска эксплуатационной колонны (ЭК) осуществлялись после установки солянокислотной ванны (СКВ) в объеме 0,5-1,5 м³. При достижении приемистости, кислота задавливалась в пласт, то есть, фактически, проводилась малообъемная солянокислотная обработка (СКО) пласта. Максимальное количество солянокислотных обработок одного объекта достигало 6, максимальное количество кислоты, закаченной в один объект, 14,8 м³ кислоты.

Применение СКВ и СКО в рифейских отложениях позволяет значительно увеличить гидродинамическую связь с пластом.

Замечено, что скважины с близкими значениями нефтенасыщенных толщин имеют значительное различие в дебитах. Петрофизические данные не позволяют определить точные причины, однако существует предположение, что высокодебитные скважины приурочены к тектоническим разломам меридионального направления и оперяющим трещинам.

2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, следует также ожидать разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти – т.е. будут наблюдаться характерные элементы и режима растворенного газа. На эти основные режимы эксплуатации пласта накладывается поле гравитации, которое будет в значительной степени влиять на процесс образования и разрушения газовых и водяных конусов в районе действующих добывающих скважин. Таким образом, режим эксплуатации нефтяной залежи рифейской карбонатной толщи будет чрезвычайно сложным.

Начиная с 1987 года, во всех без исключения случаях, перед вызовом притока осуществляется соляно-кислотная ванна, а при наличии приемистости – соляно-кислотная обработка. В случае получения

низкодебитных притоков углеводородов, использовались дополнительные соляно-кислотные обработки.

Соляно-кислотные обработки и ванны совершенно необходимы при разработке карбонатной толщи Юрубченского блока, так как система трещин в карбонатном коллекторе нуждается в очистке и дренировании: она, по-видимому, сильно загрязнена при коьматации поглощающих интервалов. Но с другой стороны проведение большеобъемных, глубокопроникающих соляно-кислотных обработок и задавливание кислоты в пласт при высоких давлениях, близких к давлению гидроразрыва, является опасным, так как может открыть каналы прорыва газа газовой шапки к забою добывающей скважины или вызвать преждевременное обводнение скважины. Необходимо кропотливо обобщать опыт соляно-кислотных обработок на Юрубченском блоке, чтобы создать оптимальную технологию их проведения.

Вскрытие продуктивных отложений рифея осуществлялось на различных промывочных жидкостях:

- технической воде;
- рассоле;
- водно-инверто-эмульсионных растворах (ВИЭР);
- глинистом растворе с различными добавками.

Плотность применяемых растворов изменялась от 0,98 до 1,08 г/см³. Несмотря на применение при вскрытии промывочных жидкостей малой плотности, из-за аномально-низкого начального пластового давления (21,28 МПа при средней глубине 2340 м) и высокой трещиноватости продуктивной карбонатной толщи, в процессе вскрытия во многих скважинах наблюдались интенсивные поглощения промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Зачастую поглощения сопровождались нефтегазопроявлениями.

Для ликвидации и предотвращения поглощений применялась целенаправленная коьматация поглощающих интервалов. В качестве

наполнителя при этом использовались различные добавки в промывочную жидкость:

- глинистая паста;
- цемент;
- опилки;
- ветошь;
- мох;
- разделенная по фракциям мраморная крошка;
- угольный шлак из котельных и другие.

Целенаправленная кольтматация, несомненно, существенно ухудшает состояние призабойной зоны продуктивного пласта, что сказывается на результатах испытания скважин. Иногда из заведомо нефтенасыщенных по ГИС интервалов не удастся получить или никакого притока, или слабые нефтегазопроявления. В настоящее время, ведутся работы по изучению проблемы кольтматации и разрабатывается технология по устранению отрицательных последствий загрязнения призабойной зоны скважин.

Большинство индикаторных диаграмм, построенных по данным исследования скважин методом установившихся отборов, имеют выпуклый характер, что свидетельствует об уменьшении продуктивности по мере снижения забойного давления в скважине. Такого типа индикаторные диаграммы являются типичными для коллекторов трещинного типа и показывают на уменьшение раскрытости трещин по мере снижения давления в скважине. Снижение забойных давлений и работа скважин с депрессией 1-4 МПа по большинству скважин с криволинейной индикаторной диаграммой снижает коэффициент продуктивности в 2-3 раза. Чтобы избежать этого, необходимо организовать закачку в добывающие скважины кварцевого песка для закрепления трещины в раскрытом состоянии.

Описанные выше особенности поведения трещинного коллектора рифейской карбонатной толщи говорят о том, что в условиях этой залежи

весьма перспективно гидровоздействие на пласт — воздействие на пласт давлением, с целью раскрытия естественных трещин продуктивного пласта с последующим их закреплением в раскрытом состоянии закачкой в них кварцевого песка. Фактически, как показано выше, процесс гидровоздействия уже происходит стихийно при первичном вскрытии пласта во время бурения скважин. Необходимо только следить за тем, чтобы процесс гидровоздействия не переходил в процесс гидроразрыва, т.е. давления на забое скважины не превышали давления гидроразрыва пласта, когда создаются новые трещины, которые могут соединить интервал нефти с газовой шапкой и водоносной зоной, что вызовет быстрое загазование или обводнение добывающей скважины.

Создание эффективной технологии разработки уникально сложной по своему строению рифейской нефтяной залежи возможно только при широком использовании современных методов компьютерного моделирования процесса извлечения нефти из недр.

Удалось установить 4 принципа, на которых должна базироваться технология разработки этой залежи:

- заводнение нефтяного пласта равномерно по площади, с целью создания интенсивных горизонтальных потоков. Это позволит изменить природный газонапорный режим на более эффективный водонапорный, а также добиться преобладания в объеме пласта горизонтальных фильтрационных потоков по сравнению с вертикальными, с которыми связаны процессы загазования и обводнения добывающих скважин со стороны газовой шапки и подошвенной воды;
- использование естественных непроницаемых и малопроницаемых пропластков по разрезу пласта в качестве экранов, отгораживающих интервал отбора нефти по скважине от ГНК и ВНК, путем соответствующего выбора интервала перфорации добывающих и нагнетательных скважин;

- широкое применение метода изменения направления фильтрационных потоков с целью разрушения газовых и водяных конусов;
- широкое применение горизонтальных добывающих скважин. Эта технология является весьма перспективной для условий газоводонефтяной рифейской залежи, и результаты компьютерного моделирования свидетельствуют об этом.

3. Системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Концепция обустройства Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского НГКМ (недропользователь ОАО «Востсибнефтегаз») в рамках дополнения к технологической схеме разработки Юрубченской залежи (ДТСР Юрубченской залежи), выполнена ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Рекомендации по обустройству Юрубченской залежи выработаны в дополнение и в развитие следующих, ранее разработанных документов:

– «Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Юрубчено-Тохомского месторождения», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2011 г. [9];

– «Комплексное обустройство первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2008 г. [10];

– «Технико-экономическая оценка схем и вариантов внешнего транспорта нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения», ОАО «Гипровостокнефть», 2008 г. [11];

– «Технологическая схема разработки Юрубченского лицензионного участка ОАО «Востсибнефтегаз» Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007 г. [12]

2.1 Процессы подготовки нефти

Продукция нефтяных скважин, представляет собой многокомпонентную трехфазную систему, состоящую из нефти, газа и пластовой воды. В состав нефтей входят различные газы органического (метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}) и неорганического (сероводород H_2S , углекислый газ CO_2 и гелий He) происхождения. Пластовая вода (в свободном или эмульгированном состоянии), содержит различные минеральные соли - хлористый натрий NaCl , хлористый магний MgCl_2 , хлористый кальций CaCl_2 и т.д. и зачастую механические примеси.

Пластовая вода - это полярная жидкость, она по своей природе неоднородна с нефтью, которая в свою очередь углеводородная неполярная жидкость. Поэтому вода и нефть взаимно нерастворимы и образуют две фазы в жидкой продукции скважин, между которыми имеется поверхность раздела. Интенсивное перемешивание пластовой воды и нефти в процессе добычи приводит к диспергированию одной из жидкостей с сильным увеличением межфазной поверхности, т.е. к образованию эмульсии.

Перед закачкой нефти в магистральный трубопровод необходимо произвести подготовку нефти, включая следующие процессы (рисунок 3.1):

- удаление из нефти лёгких газов, находящихся в свободном или растворённом состоянии - процесс сепарации.
- отделение от нефти воды - процесс обезвоживания нефти.
- извлечение из нефти растворённых в ней солей - процесс обессоливания.
- отделение механических примесей.

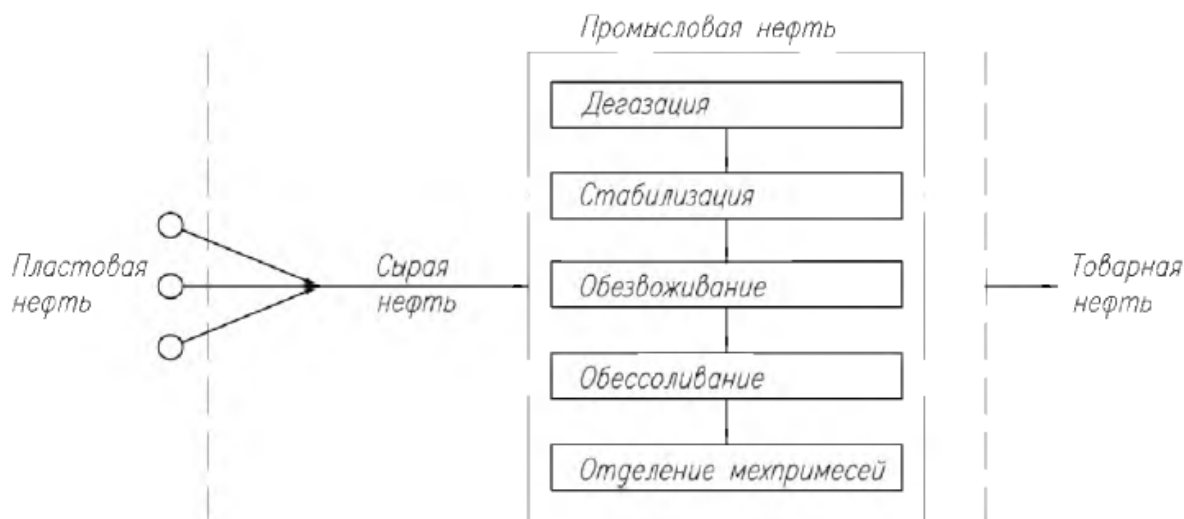


Рисунок 3.1 Процессы подготовки нефти

Сепарация

При снижении давления ниже давления насыщения начинается сепарация газа от нефти. Начинается сепарация газа от нефти ещё в пластовых условиях, затем осуществляется в стволе скважины, промысловых и сборных трубопроводах, аппаратах подготовки продукции скважин. В сторону пониженного давления стремится выделившийся газ: в пласте - к забою скважины, в скважине - к ее устью.

Сепарационные установки (СУ) используют для отделения газа от нефти, либо без частичного ее обезвоживания, либо с использованием технологии, которая обеспечивает непрерывность процессов отделения нефтяного газа и пластовой воды от нефти. Основные параметры процесса сепарации - температура и давление, регулируя их можно создать условия для более полного отделения газа от нефти. Выбрать рациональное давление на первой ступени сепарации позволяет, в частности, совместное рассмотрение системы: пласт - скважина - нефтесбор - сепаратор [109].

Как правило, сепарацию нефти осуществляют в несколько ступеней. Нефтегазовую (нефтеводогазовую) смесь извлекаемую из скважин сначала при высоком давлении сепарируют на первой ступени, где выделяется основ-

ная масса газа, а потом нефть поступает при среднем и низком давлениях на сепарацию, где она окончательно дегазируется. Выход товарной нефти при факельной утилизации нефтяного газа зависит от схемы сепарации: термобарических условий на ступенях и числа ступеней сепарации [104].

Количество ступеней и давление сепарации нефти в них, расположение установок по сепарации должно определяться с учетом:

- энергетических возможностей залежи нефтяной,
- физико-химических характеристик свойств добытой нефти,
- конечного целевого использования углеводородного сырья (технологической схемы последующей подготовки и транспорта нефти и нефтяного газа до пунктов их потребления) [19].

Эффект оптимизации давления на первой ступени сепаратора особенно значительный для месторождений с легкими нефтями с высоким начальным газосодержанием (например Юрубчено-Тахомское месторождение).

В статье [109] рассматривается трехступенчатая схема сепарации, где две первые ступени соответствуют условиям сепарации нефти на ДНС, а третья - моделирует подготовку нефти до товарных кондиций на центральном пункте сбора. Показано, что существует оптимальное давление из первой ступени сепарации нефти, при котором максимальна суточная добыча из месторождения.

Если для получения необходимого качества товарной нефти на одной из ступеней сепарации дегазирование нефти осуществляется под вакуумом, то сепарацию называют вакуумной, а если нефть подогревается при разгазировании, то горячей.

Обезвоживание

Предварительное разделение продукции скважин предусматривает сепарацию нефти от газа и также сброс пластовой воды на месторождении, не связанной в эмульсию.

Наиболее важной из причин обезвоживания нефти в районах ее добычи является высокая стоимость транспорта пластовой воды. Транспорт обводненной нефти дорожает не только в результате перекачки дополнительных объемов жидкости, за счет пластовой воды содержащейся в нефти, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % транспортные расходы при каждой перекачке возрастают в среднем на 3-5 %.

Отделение свободной воды целесообразно проводить и для предотвращения повторного диспергирования промысловых нефтяных систем, стабилизации вторичных эмульсий, уменьшения коррозии трубопроводов и промышленного оборудования, повышения производительности установок подготовки нефти, снижения нагрузок на отстойники, сепараторы, насосное оборудование, печи и повысить их эксплуатационную надежность.

При значительной обводнённости нефтегазовых смесей эмульсии характеризуются определенной неустойчивостью, способностью к расслоению. Поскольку нефть может удерживать определенное количество воды, отбор последней на промыслах следует осуществлять дифференцированно во всех точках технологической схемы, где она выделяется в виде свободной фазы.

Предварительный сброс воды является составляющей общего процесса обезвоживания нефти. В технологической цепи подготовки нефти в зависимости от места осуществления предварительного сброса воды выделяют:

- путевой сброс;
- централизованный сброс, который осуществляется на установках предварительного сброса воды (УПСВ), дожимных насосных станциях (ДНС), отстойниках и предшествует отделению воды на установках подготовки нефти.

Сброс воды на ДНС осуществляется под избыточным давлением, которое обеспечивает транспорт газонасыщенной нефти до узлов подготовки и второй ступени сепарации.

Для предварительного обезвоживания используют горячий отстой нефти, гравитационный отстой нефти и термохимические методы.

По технологии наиболее прост процесс гравитационного отстоя: нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 часов и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, при которых более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти - недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти и малопродуктивный, поэтому применяют горячий отстой обводненной нефти, при котором за счет предварительного нагрева нефти до температуры 45-70°C значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется при отстое обезвоживание нефти. Малая эффективность является недостатком гравитационных методов обезвоживания.

Наиболее эффективны методы термохимические, сочетающие в себе добавление деэмульгаторов и подогрев. ДЭ в виде нефтеводореагентной эмульсии вводят в небольших количествах от 5-10 до 50-60 г на 1 т нефти. Содержание активного вещества в эмульсии 1-2 % весовых. ДЭ готовится по следующей технологии: в смеситель реагентного блока подается с насосов внешней откачки обезвоженная (с содержанием воды до 10 %) нефть и концентрированный реагент. В смесителе образуется нефтеводореагентная эмульсия. ДЭ вводится во входные трубопроводы ДНС, УПСВ, при работающей установке предварительного сброса пластовой воды, перед первой ступенью сепарации.

Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, поэтому мелкие капли сливаются в крупные (коалесценция), которые в свою очередь легко оседают на дно резервуара.

Скорость термохимического обезвоживания и его эффективность значительно повышается за счет облегчения процесса коалесценции капель воды, путем снижения вязкости нефти при нагреве.

Обессоливание

Внутренняя транспортировка нефтей и подготовка скважинной продукции серьёзно осложнены процессами выпадения неорганических солей из попутно извлекаемой воды. Отложения чистых углекислых или сульфатных солей редко встречаются. Большинство отложений представлены основными компонентами (карбонат кальция (CaCO_3); сульфат бария (BaSO_4); сульфат кальция (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4)), различными примесями (сульфат стронция (SrSO_4), карбонат стронция (SrCO_3), карбонат бария (BaCO_3), карбонат магния (MgCO_3), хлорид натрия, сульфат радия), продуктами коррозии (окислы железа Fe_2O_3 , сульфид железа FeS_2), механическими примесями и примесями других солей.

Растворение солей пресной водой является одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти. Технология метода в том, что добавляется пресная вода в частично подготовленную нефть с большим содержанием солей. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и удаляются вместе с водой при обезвоживании. Процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды, если содержание солей в нефти не соответствует нормам.. Расход промывочной воды может варьироваться от 3-5 до 1015 %. Возникает необходимость сокращения объемов воды в процессе обессоливания нефти из-за значительных расходов пресной воды.

Пресная вода на УПН может подаваться с одного или нескольких источников, которыми служат водозаборные скважины (они оборудуются погружными насосами), открытые водоемы (они оборудуются плавающими насосными станциями), очистные сооружения, подающие предварительно очищенную техническую и подтоварную воды.

Процесс обессоливания нефти и расход пресной воды для промывки зависят в значительной степени от принятой технологии смешения, в связи с чем необходимы специальные смесительные устройства. Если конструкция смесителя и технологический регламент его эксплуатации не обеспечивают достаточный уровень диспергации и смешения, то уменьшается взаимодействие пресной и минерализованной воды, в следствие чего из нефти плохо вымываются соли.

В совершенствовании технологического процесса обессоливания нефти перспективным направлением является использование распыленного ввода промывочной пресной воды в обезвоженную нефть впрыскиванием под давлением промывочной воды через насадку специальной конструкции. В качестве такого распылителя промывочной воды в обрабатываемую нефть удобно использовать регулируемый гидродинамический диспергатор (ГРД). Преимущество таких устройств в том, что на основном потоке обрабатываемой нефти не создается какого-либо дополнительного перепада давления, что очень важно при напорной системе подготовки нефти.

2.2 Концепция обустройства Юрубчено-Тохомского месторождения

Развитие Юрубчено-Тохомского НГКМ предусмотрено следующими этапами:

1. Первоочередной участок:

2016 г. - первая контрольная точка – запуск месторождения. Пробная эксплуатация с 2016 по 2017 гг.;

2017 г. - вторая контрольная точка – принятие решений по дальнейшему разбурированию месторождения. Уточнение объемов добычи и обустройства.

2. Расширенный первоочередной участок:

С 2018 по 2019 гг. - строительство объектов на расширенный первоочередной участок (РПУ). С 2020 года ввод первых объектов РПУ.

2021 г. - третья контрольная точка – достижение плановых показателей по уровням добычи. Уточнение параметров освоения всей залежи.

2024 г. - завершение освоения РПУ.

3. Юрубченская залежь:

С 2025 по 2037 гг. - освоение всей Юрубченской залежи.

4. Полное развитие месторождения с прилегающими рифей-вендскими залежами (дальнейшая перспектива при уточнении запасов) по итогам геолого-разведочных работ и третьей контрольной точки.

В настоящее время на Юрубчено-Тохомском НГКМ осуществляется первый этап развития – пробная эксплуатация 8 разведочных скважин первоочередного участка: №5, 5б, 5вг, 71, 1061, 25, 1046, 22.

Добыча ведётся периодически (в зимний период). Сбор добываемой продукции осуществляется герметизированным способом по выкидным линиям, с замером на автоматизированных замерных установках (АГЗУ №71, 25). Основным нефтесборным коллектором является трубопровод от пром.площадки до АГЗУ в районе скважины №25 сортаментом 325×8 мм, протяжённостью 12,5 км. Подготовка добываемой продукции скважин осуществляется на пром.площадке в районе скважины 5вг. Существующая система нефтесбора представлена на рисунке 3.2.

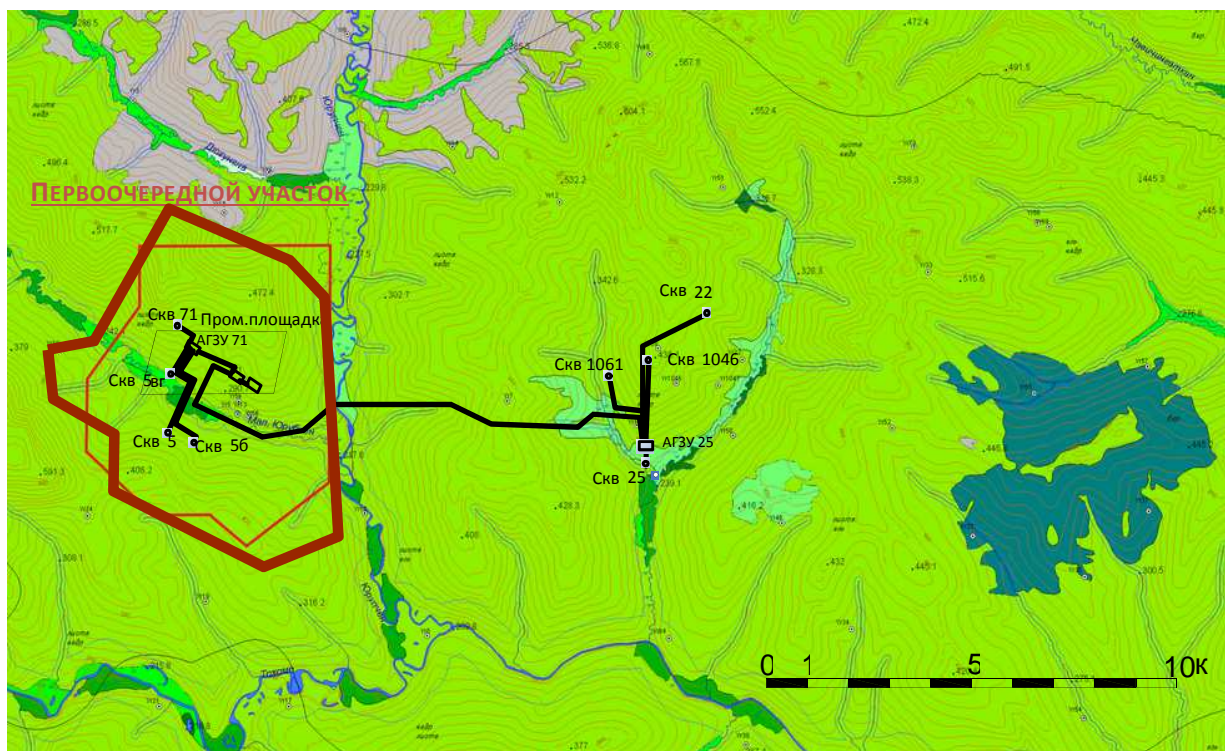


Рисунок. 3.2 Существующая система нефтесбора

Существующая пром.площадка включает в себя следующие основные объекты сбора и подготовки продукции скважин:

- блочная сепарационная установка типа «БАСКО-1500Е» ООО «Уралтехнострой», производительностью 500 тыс.т/год по нефти;
- парк нефтяных товарно-сырьевых резервуаров, суммарным объёмом 30 000 куб.м (десять вертикальных стальных резервуаров типа РВС-3000);
- пункт налива в автоцистерны (для вывоза автотранспортом по зимнику);
- нефтеперерабатывающая установка НПУ-40, производительностью 40 тыс.т/год по сырью.

Помимо основных объектов сбора и подготовки на пром.площадке имеются объекты вспомогательного назначения, в том числе: опорная база промысла, водозабор, дизельные электрогенераторы, котельная, пожарное депо, автотранспортное хозяйство, складские помещения и вахтовый жилой

посёлок. Обзорный план существующей пром.площадки представлен на рисунке 3.3.

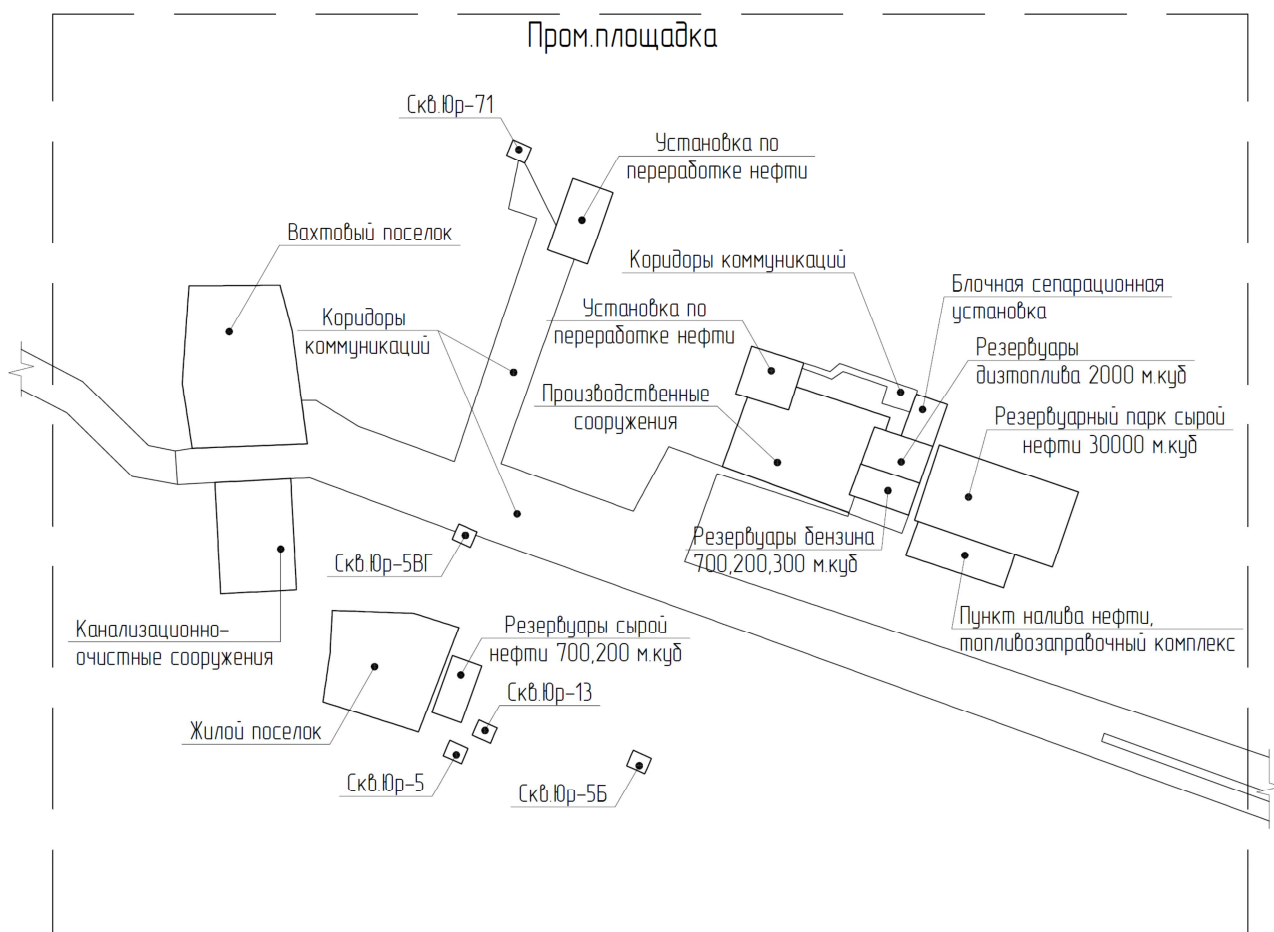


Рисунок 3.3 Обзорный план существующей пром.площадки

Обустройством для текущего варианта разработки предусмотрено выделение двух площадочных объектов, для сбора и подготовки добываемой продукции Юрубченской залежи:

- установка подготовки нефти (УПН-1) на пром.площадке №1;
- установка подготовки нефти (УПН-2) на пром.площадке №2.

Сбор продукции скважин с западной части Юрубченской залежи предусмотрен на пром.площадку №1 в районе скважины Юр.5вг (существующая пром.площадка). Для сбора продукции с удалённых кустов восточной и юго-восточной части Юрубченской залежи, в районе скважины Юр.25 предусмотрена пром.площадка №2 (в 12 км на восток от существующей пром.площадки).

На УПН-1, УПН-2 предусмотрена подготовка добываемой нефти до товарного качества (группа 1, согласно ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»).

Головные сооружения магистрального транспорта товарной нефти с Юрубчено-Тохомского НГКМ предусмотрены в районе пром.площадки №1.

Транспорт товарной нефти с УПН-2 на пром.площадку №1 предусмотрен по внутрипромысловому напорному нефтепроводу.

ПНГ, сепарированный из добываемой продукции, с пром.площадки №2 транспортируется по внутрипромысловому газопроводу на пром.площадку №1, под собственным остаточным давлением после входных сепараторов, для дальнейшей подготовки и использования.

Продукция с семи проектных кустовых площадок нефтяных скважин западной части Юрубченской залежи (№20, 21, 22, 23, 32, 33, 67), а также с одиночных скважин первоочередного участка поступает на пром.площадку №1 на УПН-1.

ПНГ, сепарированный из поступающей продукции скважин на УПН-1, совместно с поступающим ПНГ с УПН-2 (пром.площадки №2) используется согласно решениям газовой программы.

На промысле рекомендуются также следующие основные линейные объекты:

- внутрипромысловые трубопроводы (нефтесборные сети, напорные нефтепроводы, газопроводы высокого давления, водопроводы низкого и высокого давления);

- линии электропередач;

- автодороги песчано-гравийного типа.

На пром.площадке №1, в соответствии с ранее выполненной технологической схемой разработки, предусмотрены следующие основные объекты:

- установка подготовки нефти (УПН-1);

- парк товарно-сырьевых резервуаров;

- головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС);

- оперативный и коммерческий узлы учёта нефти (ОУУН, КУУН);

- газокompрессорная станция (ГКС) высокого давления;

- установка подготовки газа (УПГ) в составе ГКС;

- газотурбинная электростанция (ГТЭС);

- установка подготовки воды (УПВ) с блочной кустовой насосной станцией (БКНС);

- вахтовый жилой посёлок (ВЖП) и другие объекты.

На пром.площадке №2 предусмотрены следующие основные объекты:

- установка подготовки нефти (УПН-2);

- насосная станция внутрипромысловой перекачки нефти;

- установка подготовки воды (УПВ) с блочной кустовой насосной станцией (БКНС);

- административно-бытовой комплекс (АБК) и другие объекты.

За пределами промысла предусмотрены следующие объекты магистрального транспорта товарной нефти:

- магистральный нефтепровод;

- промежуточная нефтеперекачивающая станция (НПС);

– приёмо-сдаточный пункт (ПСП) товарной нефти в магистральный трубопровод ВСТО ОАО «АК «Транснефть».

В расчётах внутрипромыслового обустройства учтены следующие решения технологической схемы разработки Юрубченского лицензионного участка ОАО «Востсибнефтегаз»:

- коллекторная система сбора продукции скважин, с подземной прокладкой нефтесборных трубопроводов;
- эксплуатация нефтяных скважин фонтанным способом;
- расчётное давление системы нефтесбора 40 бар;
- входное давление на УПН1 - 6 бар;
- входное давление на УПН2 - 20 бар (для обеспечения транспорта сепарированного ПНГ до УПН1 под собственным давлением).

На рисунке 3.4 представлен планируемый профиль загрузки УПН по жидкости с учетом ввода УПН1 и УПН2.

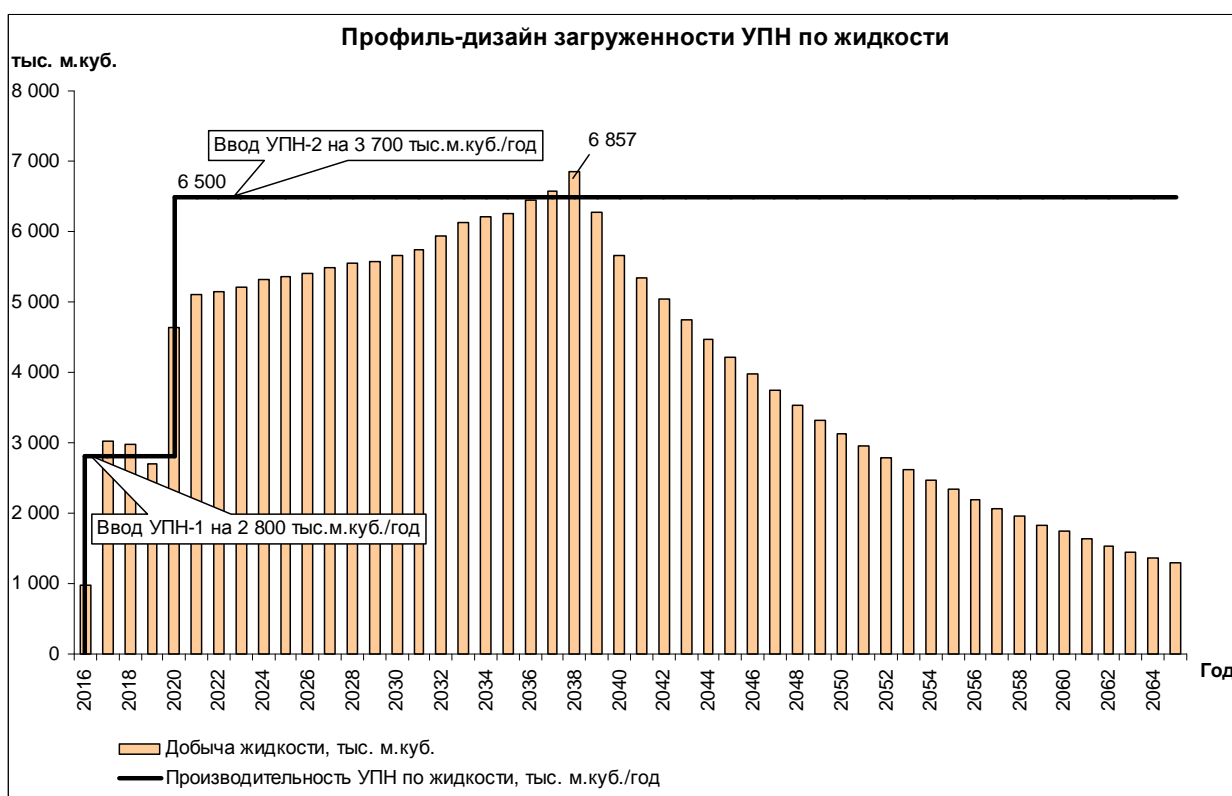


Рисунок 3.4 планируемый профиль загрузки УПН по жидкости

2.3 Системы поддержки пластового давления

Выделенная подтоварная вода на УПН-1, УПН-2 утилизируется путём закачки в пласт (Рис 3.5). Подготовленную подтоварную воду, а также воду после технологических нужд с УПН-1 (пром.площадки №1) предусматривается транспортировать по водоводу высокого давления на куст водонагнетательных скважин для утилизации. Куст водонагнетательных скважин предусмотрен в районе проектного куста нефтяных скважин №10.

Подготовленную подтоварную воду, а также воду после технологических нужд с УПН-2 (пром.площадки №2) предусматривается транспортировать по водоводу высокого давления на куст водонагнетательных скважин для утилизации. Куст водонагнетательных скважин предусмотрен в районе проектного куста нефтяных скважин №14.



Рисунок 3.5 планируемый профиль утилизации подтоварной воды

Газовая программа

В настоящее время добываемый ПНГ, за вычетом использования на собственные нужды, сжигается на факельной установке.

При развитии газовой программой, начиная с 2016 г., предусмотрена закачка ПНГ в систему ППД (за вычетом использования на собственные нужды).

Основными потребителями собственных нужд на промысле являются:

- энергокомплекс (ГТЭС);
- технологические нужды;
- газокomppressorная станция (привод компрессоров);
- полигон ТБО (утилизация отходов путём сжигания).

Схема основных потоков газа согласно газовой программе представлена на рисунке 3.6.

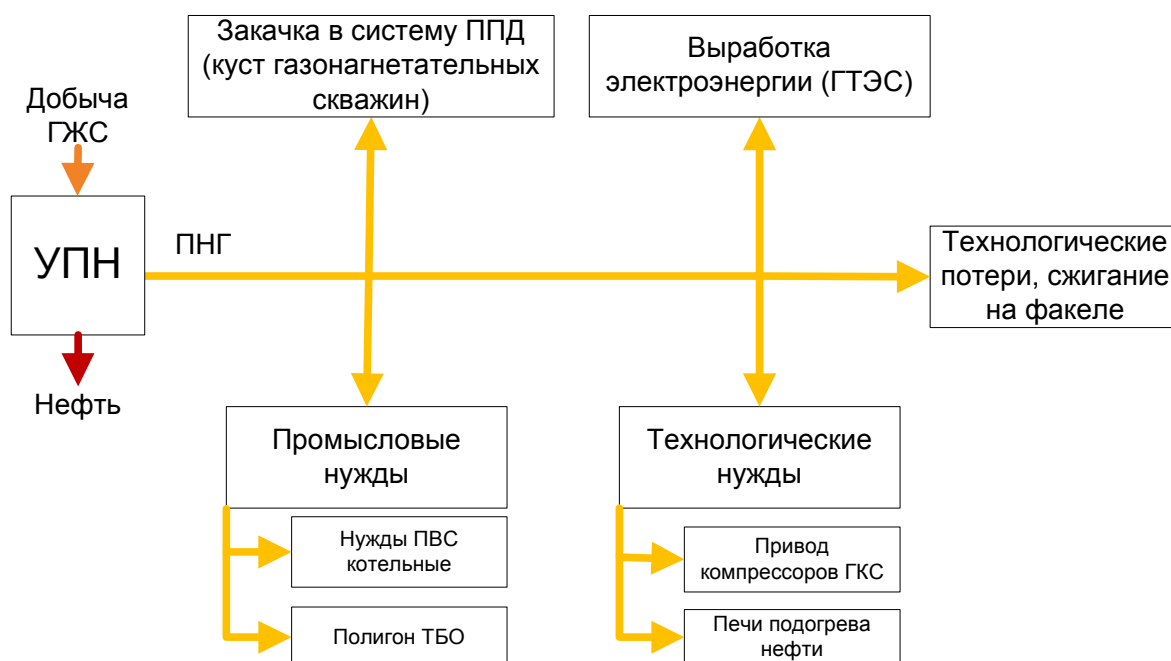


Рисунок.3.6 Схема основных потоков газа согласно газовой программе

В процессе компримирования на ГКС происходит подготовка газа путём отделения капельной жидкости в УПГ. Для обратной закачки части добываемого ПНГ в газовую шапку пласта (Рис. 3.7) от ГКС до

газонагнетательных скважин рекомендуется одностру́бная герметизи́рованная система газопроводов высокого давления с утолщённой стенкой.

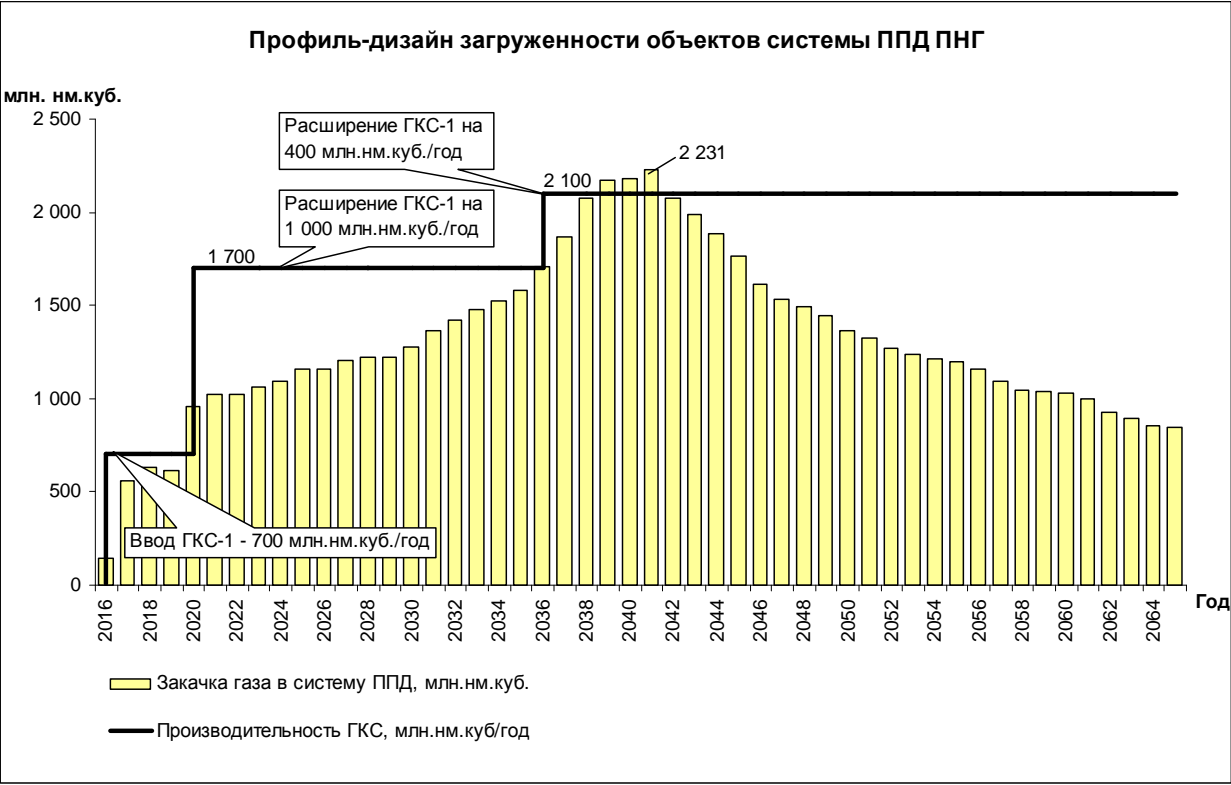


Рисунок 3.7 Профиль закачки газа в систему ППД

2.4 Транспортировка нефти

В предыдущие годы ОПЭ в зимний период (при ведении добычи) нефть с Юрубчено-Тохомского НГКМ (существующей площадки в районе скв.5вг) транспортировалась автотранспортом по автозимнику, протяжённостью 270 км до г.Северо-Енисейский. С 2016 года на Юрубчено-Тохомском НГКМ предусматривается транспорт товарной нефти по магистральному нефтепроводу до НПС «Тайшет» магистрального нефтепровода ВСТО ОАО «АК «Транснефть». Основные параметры магистрального нефтепровода «Юрубчено-Тохомское НГКМ – Кучеткан – НПС Тайшет ВСТО» согласно проекту представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Основные параметры магистрального нефтепровода «Юрубчено-Тохомское НГКМ – Кучеткан – НПС Тайшет ВСТО»

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Значение
1	Максимальный планируемый транспорт:	тыс. т/год	12 000
2	Сортамент трубопровода	мм	630×(8-12)
3	Протяжённость	км	604
4	Ёмкость резервуарного парка на ЦПС (с возможностью расширения)	тыс. м ³	30 (40)
5	Количество промежуточных нефтеперекачивающих станций (НПС) на полное развитие	ед.	4
6	Давление перекачиваемой нефти:	бар	
	- на выходе ГНПС		58,4
	- на (входе/выходе) НПС №1		15/62,5
	- на (входе/выходе) НПС №2		5,1/40,3
	- на (входе/выходе) НПС №3 «Кучеткан»		5/48,2
	- на (входе/выходе) НПС №4		5,3/46,9
	- на входе ПСП «Тайшет»		4

Обзорная карта магистрального нефтепровода «Юрубчено-Тохомское НГКМ – Кучеткан – НПС Тайшет ВСТО» представлена на рисунке 3.8. (трубопровод наружным диаметром 630 мм с обеспечением максимальной пропускной способности нефтепровода 12 000 тыс.т./год при строительстве четырёх промежуточных НПС).

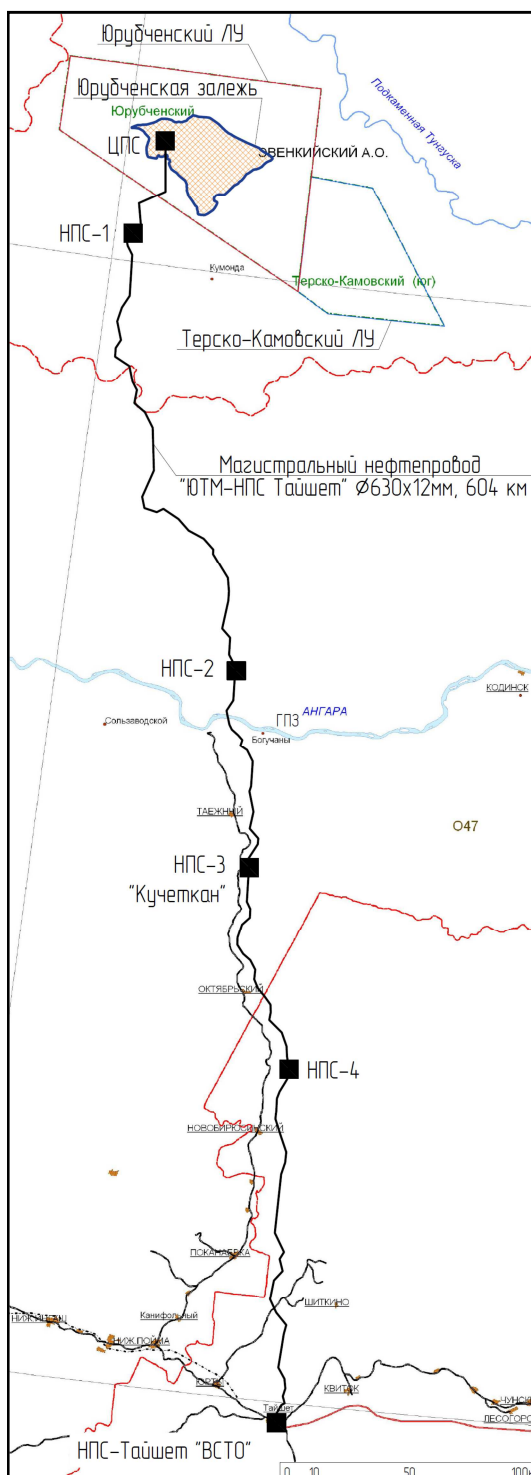


Рисунок 3.8 Обзорная карта магистрального нефтепровода «Юрубчено-Тохомское НГКМ – Кучеткан – НПС Тайшет ВСТО»

2.5 Опытнo-промышленная эксплуатация на основе блочных мобильных добычных комплексов

Очень часто одной из проблем при опытнo-промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений является неготовность системы поверхностного обустройства, системы подготовки нефти или транспортировочной системы для начала добычи. Такие же проблемы могут возникнуть и при промышленной эксплуатации в случае опережающего бурения на определенных кустовых площадках. Данные затруднения приводят не только к задержке при освоении и испытании скважин, но и к переносу по времени добычи. Данные факторы значительно сказываются на экономической составляющей проектов.

В данной дипломной работе предлагается использование технологии опытнo-промышленной эксплуатации на основе блочно-модульных добычных комплексов для раннего запуска отдельных участков месторождения в добычу (Рис. 3.9).

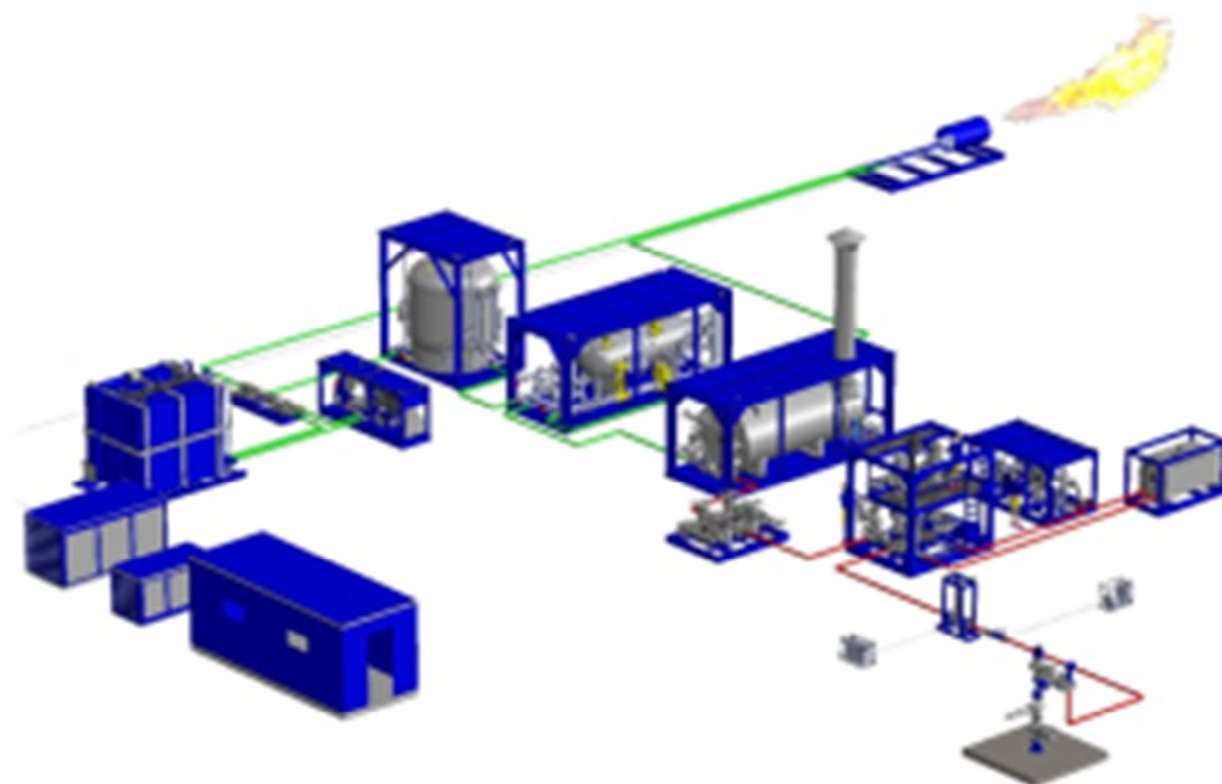


Рисунок 3.9 Блочно-модульный добычный комплекс.

Модульное исполнение данной системы (используются либо блоки на базе автомобильных шасси, либо стационарные на базе контейнеров для морской перевозки) позволяет оснастить в кратчайшие сроки необходимым оборудованием для освоения, исследования и эксплуатации скважин на кустах Юрубчено-Тахомского месторождения.

На рисунке 3.10 представлена схема обвязки куста при опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тахомского месторождения.

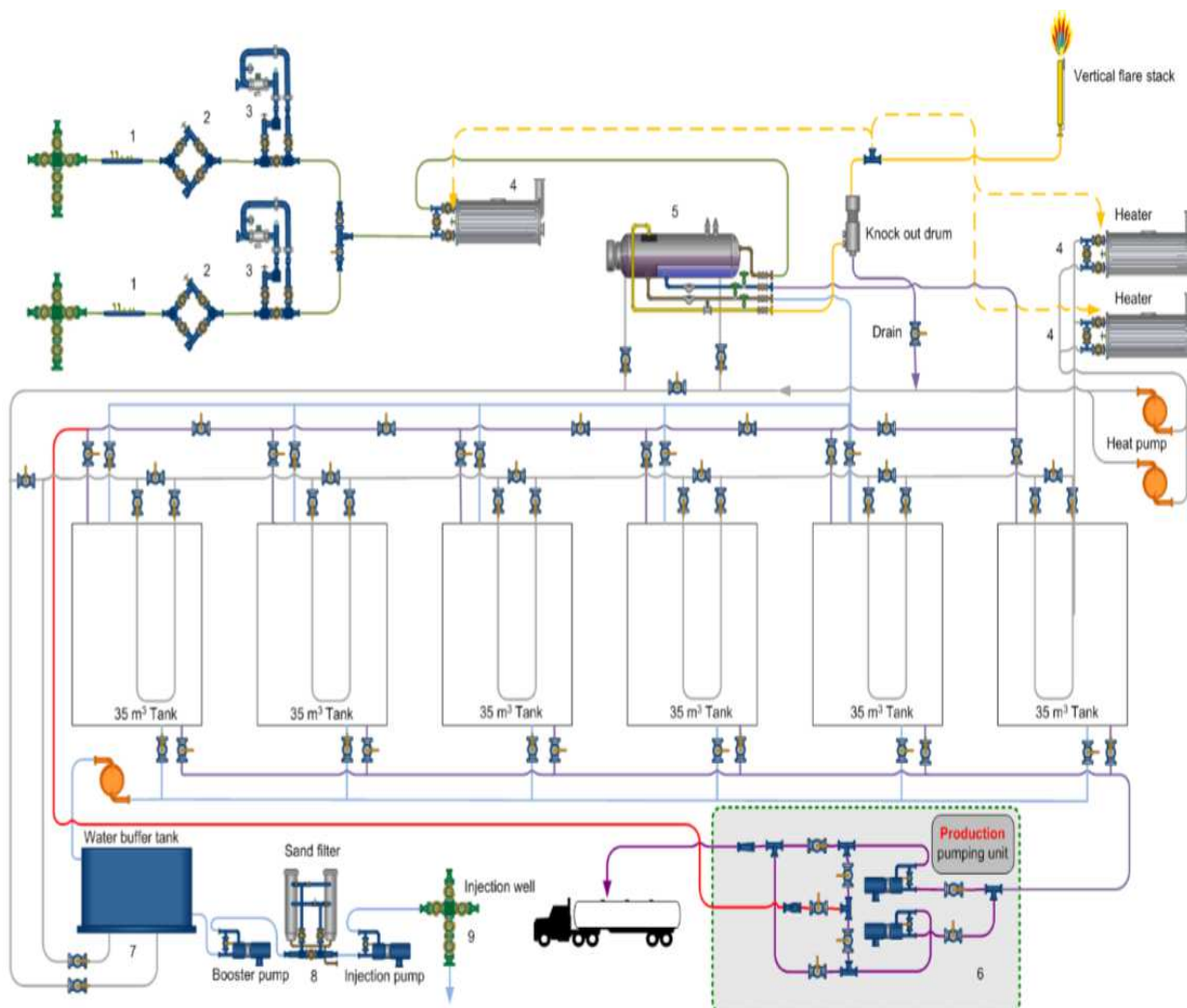


Рисунок 3.10. Схема обвязки куста скважин при ОПЭ

Предложенная в данной дипломной работе схема включает в себя следующие компоненты (Рис 3.10):

- Блок сбора данных (1)
- Штуцерный манифольд (2)
- Расходомер (3)

- Теплообменник (4)
- 3х фазный сепаратор (5)
- Модуль закачки нефти (6)
- Буферная нефтяная емкость (7)
- Модуль фильтрации воды (8)

Блок сбора данных представляет собой систему автоматики, с подключенными для каждой скважины датчиками давления (затрубное давление, буферное давление, линейное давление, забойное давление в случае использования постоянных систем мониторинга), температуры, ультразвуковых расходомеров и другого оборудования. Данный блок предназначен для сбора данных с каждой скважины, хранение и передачи данных для мониторинга процессом разработки.

Штуцерный манифольд предназначен для переключениями между скважинами и изменения режимов работы скважины во время испытаний, исследования и освоения, а также различных работ на скважинах.

Расходомер (многофазный). Замерные установки способны отображать наиболее важную критическую информацию при диагностике результатов в процессе испытания скважины в режиме реального времени, а также избегать сложных механических операций, широко практикуемых при стандартном сепарационном методе. Стационарное использование расходомеров предоставляет возможность мониторинга добычи углеводородов на самых удаленных месторождениях и содействует предупреждению ранних признаков обводнения, а также способствует планомерному развитию инфраструктуры производственных объектов с минимальными затратами. Многофазные расходомеры, установленные в качестве стационарных замерных узлов на скважине или группе скважин, служат для:

- непрерывного мониторинга процесса добычи;
- распределения стоимости продукции по добываемым флюидам и передача продукта потребителю;

- оценки дебитов скважин;
- контроля и оптимизации систем механизированной добычи;
- измерения расхода в нестабильных скважинах, скважинах с образованием пены или эмульсии, а также в скважинах с малым дебитом;
- измерения дебита различных флюидов от тяжелой нефти до газовых конденсатов.

Теплообменник для подогрева потока скважинного флюида. Использование теплообменника позволяет более точно произвести замеры, избежать проблем гидратообразования на устье скважин и бороться с образованием эмульсий.

Трехфазный сепаратор объемом до 100 м³ и номинальной производительностью по жидкости до 5000 м³/сут предназначен для отделения газа и воды от нефти на установках подготовки нефти. Сепараторы применяются для очистки попутного газа для дегазации непенящихся нефтей, а также для подготовки продукции нефтяных месторождений в установках сбора. НГС используются в составе входных, промежуточных и концевых ступеней в промысловых установках для подготовки нефти и газа

Основное отличие 3-фазного нефтегазосепаратора от двухфазного сепаратора заключается в том, что первый разделяет нефтяную эмульсию на 3 составляющих:

- нефть,
- попутный газ,
- вода.

В нефтегазовых сепараторах протекают процессы дегазации непенистой нефти и очистки попутного газа, применяемые в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах П5 и П4 по ГОСТ 16350 в условиях умеренного и умеренно холодного климата по ГОСТ 15150.

Модуль закачки нефти и буферная нефтяная емкость позволяют хранить и отгружать добытую нефть для дальнейшей транспортировки на пункты переработки.

Модуль фильтрации воды предназначен для очистки и подготовки воды для нагнетательных скважин системы поддержки пластового давления.

Предложенная схема обвязки кустов во время опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения с помощью блочно-модульных добычных комплексов позволит:

- начать освоение, испытание скважин без ожидания строительства запланированной инфраструктуры;
- начать полноценную добычу и отгружать нефть конечным потребителям с только что пробуренных кустов скважин;
- значительно ускорить возврат денежных средств и сроков окупаемости проекта, что несомненно повысит экономическую привлекательность проекта.

4. Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонты нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять особое внимание безопасности производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение к своим обязанностям может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Особенно резкое изменение состояния окружающей среды происходит в районах развития многолетней мерзлоты, поскольку в этих районах природное физико-химическое и термодинамическое равновесие весьма неустойчиво. Восстановление идет в районе медленно и далеко не всегда в желаемом направлении.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1. [13]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительного-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [14]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -28°C до -35°C , самая низкая температура достигает -60°C . Высота снежного покрова достигает 0,40-0,90 м. Лето умеренно теплое.

Преобладающая температура воздуха в июле $+19^{\circ}\text{C}$. Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib. [14]

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью,

допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [15]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [16]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [17]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 4.2. [18]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические условия труда

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [19]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [20]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3. [21]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м3
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [2]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м3 в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [22]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [23]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов. [24]

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при

помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.5[16].

Таблица 4.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопас ности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниеза щиты по РД 08- 200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [25].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6. [26]

Таблица 4.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

4.7 Экологичность проекта

В объемы водоохранных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, речки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках рек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды. [27]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В 2016-2017 планируется начало крупномасштабного освоения Юрубчено-Тохомского месторождения, при этом предусматривается 3 этапа развития проекта:

- пробная эксплуатация (в процессе);
- опытно-промышленная эксплуатация;
- промышленная эксплуатация.

Предполагается в период полного развития проекта выйти на максимальный уровень добычи нефти в 15 млн. т/год.

В дипломной работе было рассмотрен проект обустройства Юрубчено-Тохомского месторождения и предложена его модернизация с целью ускорения окупаемости проекта. Было предложено использование технологии опытно-промышленной эксплуатации на основе блочно-модульных добычных комплексов для раннего запуска отдельных участков месторождения в добычу.

Предложенная схема обвязки кустов во время опытно-промышленной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения с помощью блочно-модульных добычных комплексов позволит:

- начать освоение, испытание скважин без ожидания строительства запланированной инфраструктуры;
- начать полноценную добычу и отгружать нефть конечным потребителям с только что пробуренных кустов скважин;
- значительно ускорить возврат денежных средств и сроков окупаемости проекта, что несомненно повысит экономическую привлекательность проекта.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам
НГР - нефтегазоносный район
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ - начальные извлекаемые запасы
НГЗ - начальные геологические запасы
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ППД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нефтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ - широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ - поверхностно-активные вещества
ПДС - полимерно-дисперсная система
ВУС - воздействие вязкоупругими составами
ПНДС - полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС - призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА - полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ - предельно допустимый выброс
ПДК - предельно допустимая концентрация
МЗС – много-забойная скважина
ГС – горизонтальная скважина

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003 г.
2. Отчет “Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения” Договор 9043 Этап 1 Том1 Самара – 1995.
3. Вольпин С.Г. “Обработка результатов гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и составление программы ГДИ на 2003 год” (отчёт по договору № 24-02/с). Москва, 2002г.
4. Вольпин С.Г. «Определение степени интерференции скважин и участия матрицы в процессах фильтрации по данным гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения» (отчет по договору № ВС-81-03). Москва, 2003г.
5. Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г.
6. «Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. г. Самара, 1995г.
7. «ТЭО разработки на условиях соглашения о разделе продукции Юрубченского блока ЮТНГКМ». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» Том 2, Самара, 2001г.
8. «Сбор нефти и газа с первоочередных разведочных скважин Юрубченского месторождения с целью изучения горно-геологических условий разработки». Рабочий проект, Институт «Гипровостокнефть», г.Самара, 1996-2001гг.

9. – «Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Юрубчено-Тохомского месторождения», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2011 г.;
10. – «Комплексное обустройство первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2008 г.;
11. – «Технико-экономическая оценка схем и вариантов внешнего транспорта нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения», ОАО «Гипровостокнефть», 2008 г.;
12. – «Технологическая схема разработки Юрубченского лицензионного участка ОАО «Востсибнефтегаз» Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007 г.
13. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
15. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
16. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
17. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
18. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
19. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

20. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
21. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
23. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
24. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
25. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
26. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
27. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.